¿Por qué debe declararse fundada la demanda contra Petroperú y ordenarse a esta que dé mantenimiento al Oleoducto Norperuano?

Juan Carlos Ruiz Molleda
Adán Cassia Córdova

Este viernes 4 de marzo se realizará la vista de la causa en el Tribunal Constitucional en el proceso de amparo presentado por la Federación de Pueblos Indígenas Cocamas del Marañón (Fedepcum) contra Petroperú, con la finalidad que Petroperú de mantenimiento integral al Oleoducto Norperuano.

1. Sobre la demanda de amparo contra Petroperú para exigirle de mantenimiento del Oleoducto Norperuano

El hecho lesivo de la demanda es **la omisión de Petroperú de dar mantenimiento efectivo, inmediato e integral respecto de todo el Oleoducto Norperuano, tal como se lo exigía su Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA)**, respecto de los Tramos 1 y 11 y del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, lo que ha ocasionado, el deterioro severo y/o significativo del mismo, y como consecuencia del mismo, **la afectación de los derechos constitucionales de los miembros de decenas de comunidades nativas** afectadas por su cercanía al mencionado Oleoducto, tal como lo ha ocasionado mencionado el propio OEFA.

Ante esta realidad solicitamos

a. **Se ordene a Petroperú adoptar medidas de mantenimiento integral de las tuberías del Oleoducto Norperuano conforme al Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (en adelante, PAMA), con la finalidad de evitar impactos negativos en el ambiente y en la salud de la población afectados por los derrames de petróleo**, lo que significa:

1. Realizar inspecciones topográficas y batimétricas en el cruce de los ríos del Oleoducto Norperuano y el Oleoducto Ramal Norte.
2. Realizar inspecciones internas de la tubería con raspatubos electrónicos del Oleoducto Norperuano, las que consisten en: i) inspecciones de corrosión y pérdida de espesor con raspatubos electromagnéticos, así como ii) inspección geométrica.
3. Realizar el mantenimiento de válvulas de líneas y cruces aéreos.
4. Transmisión a través del Oleoducto de raspatubos con escobilla metálica y de magnetos cada dos meses y de escobillas de poliuretano de disco o cepas continuamente.
5. Realizar inspecciones y monitoreo periódico de la integridad externa del Oleoducto, lo que implica: i) realización de inspecciones visuales sobre el derecho de vía, y ii) continuar con el sistema de control SCADA, el cual es soportado por un sistema de comunicación vía satélite que puede mostrar en tiempo real las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones.

2. OEFA ha acreditado que Petroperú no le dio mantenimiento al Oleoducto Norperuano en el caso Cuninico, Morona y Chiriaco

a. Derrame de Cuninico

OEFA en la R.D. No 0844-2015/OEFA/DFAI en setiembre del año 2015 encontrando responsabilidad administrativa en el derrame de 2500 de barriles de petróleo en la Quebrada

de Cuninico, distrito de Urarinas y provincia y región de Loreto, por no darle mantenimiento del Oleoducto Norperuano.

Ver resolución: https://busquedas.elperuano.pe/download/url/declaran-responsabilidad-administrativa-de-la-empresa-petrol-resolucion-res-no-044-2015-oefacd-y-rd-no-0844-2015-oefadfsai-1306979-1)

SUMILLA: Se declara la existencia de responsabilidad administrativa de la empresa Petróleos del Perú – Petroperú S.A. por la comisión de las siguientes infracciones:

(i) Incumplimiento del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental – PAMA por no realizar las acciones de mantenimiento al Kilómetro 41+833 del Oleoducto Norperuano, generando daño real a la flora y fauna y daño potencial a la vida o salud humana; conducta que infringe el Artículo 15° de la Ley N° 27446 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental y el Artículo 29° del Reglamento de la Ley N° 27446, aprobado mediante Decreto Supremo N° 019-2009-MINAM.

b. Derrame de Morona y Chiriaco

Al igual que en el caso del derrame de Cuninico[4], la OEFA concluyó en Resolución Directoral No 1060-2019-OEFA/DFAI que Petroperú tenía responsabilidad administrativa por no darle mantenimiento al Oleoducto Norperuano en Chiriaco y en Morona.

Lin a la resolución
https://drive.google.com/file/d/1uI9hvoLaLLjh76VSe8g1bKHZgqd7HvYV/view

A continuación, las capturas de pantalla respectivas. En primer lugar, en relación con el derrame de Morona precisa el OEFA en la resolución directoral antes mencionada lo siguiente:

418. Por lo expuesto, ha quedado acreditado que Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del ORN, generando (i) daño potencial a la flora y fauna, (ii) daño real a la flora y fauna, (iii) daño potencial a la salud humana y (iv) daño real a la salud humana. Dichas conductas configuran las infracciones imputadas en el Numeral 1, 2, 3 y 4 de la Tabla 10 de la Resolución Subdirectoral 354-2019-OEFA/DFAI-SFEM que varió la Resolución Subdirectoral 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM[248], conforme al siguiente detalle:

En relación con el derrame de Chiriaco el OEFA precisa:

475. Por lo expuesto, ha quedado acreditado que Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo III del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando (i) daño potencial a la flora y fauna, (ii) daño real a la flora y fauna, (iii) daño potencial a la salud humana y (iv) daño real a la salud humana. Dichas conductas configuran las infracciones imputadas en el Numeral 5, 6, 7 y 8 de la Tabla 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación.

La conclusión es que, al igual que en el caso de Cuninico, con esta resolución pasamos de la tesis del sabotaje, tan invocada por Petroperú, a la tesis de la grave negligencia de esta empresa estatal, por no darle mantenimiento del Oleoducto Norperuano.

3. Petroperú ha incumplido sistemáticamente los pedidos de información que se le han formulado

Petroperú ha incumplido con la orden impuesta por la OEFA tal como se señala en la Resolución Directoral 012-2016-OEFA/DS, de fecha 15 de febrero del 2015, al que le ordenaban, respecto de los Tramos I y II del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, que:

a) Cumpla con el Mantenimiento efectivo, inmediato e integral respecto de aquellas secciones del ducto que no han sufrido un deterioro severo o significativo.
b) El reemplazo del ducto respecto de aquellas secciones que han sufrido un deterioro severo o significativo, como por ejemplo el que se pudo apreciar en la Imagen N° 2 de la presente resolución.

Artículo 1°.- Ordenar como **MEDIDA PREVENTIVA** a **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.**, realizar, en el marco de lo establecido en su Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA), y respecto de los Tramos I y II y del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, lo siguiente:

a) El mantenimiento efectivo, inmediato e integral respecto de aquellas secciones del ducto que no han sufrido un deterioro severo o significativo.

b) El reemplazo del ducto respecto de aquellas secciones que han sufrido un deterioro severo o significativo, como por ejemplo el que se pudo apreciar en la Imagen N° 2 de la presente resolución.

Artículo 2°.- Ordenar a **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.** que, en el plazo máximo de siete (07) días hábiles, contados a partir del día siguiente de notificada la presente resolución, remita al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental un cronograma donde detalle las acciones que realizará para dar cumplimiento a la medida

[31] Sobre este particular, el Anexo N° 1 – Estudios Ambientales a presentar de acuerdo a cada actividad de hidrocarburos, del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos establece que para la actividad de transporte por ducto, se debe contar con un Estudio de Impacto Ambiental detallado.

Cabe señalar que según el Artículo 63° de dicho Reglamento, el Estudio de Impacto Ambiental debe incluir el Estudio de Riesgo y el Plan de Contingencia.

14

Link a la RD 012-2016-OEFA/DS
http://www.oefa.gob.pe/wp-content/uploads/2019/03/RESOLUCION-N%C2%B0012-2016-DS.pdf

4. Petroperú ha reconocido que no daba mantenimiento por política de austeridad

Petroperú ha reconocido que ha incumplido con su Plan Maestro de Mantenimiento, debido principalmente a “limitaciones económicas impuestas por políticas de austeridad”, tal y cómo se señala en la pág. 5 de la Resolución Directoral 012-2016-OEFA/DS, de fecha 15 de febrero del 2015.

sistema de comunicación vía satélite que puede mostrar en tiempo real las características del petróleo crudo y las presiones de salida y llegada en las estaciones.

Conforme ha sido desarrollado en un caso anterior[20], en el PAMA de Petroperú se indicó que una de las principales causas de deterioro ambiental durante la ejecución de un proyecto u operación industrial es la reducida aplicación de mantenimiento preventivo de los equipos. Por ello, en su PAMA, Petroperú reconoció que la falta de mantenimiento preventivo en sus equipos genera que sus procesos e instalaciones sean focos significativos de emisión de contaminantes:

> *"1. Plan Maestro de Mantenimiento*
> *Las principales causas de deterioro ambiental durante la ejecución de un proyecto u operación industrial es la reducida aplicación de mantenimiento preventivo de los equipos, por lo que se hacen cada vez menos eficientes y tienden a emitir mayor volumen de contaminantes hacia el ambiente.*
> *Para las operaciones del Oleoducto Norperuano, Petroperú cuenta con un Plan Maestro de Mantenimiento para todas sus instalaciones y equipos; que a la fecha no se ha ejecutado en su totalidad, debido principalmente a limitaciones económicas impuestas por políticas de austeridad. Esta situación ha dado lugar a que una parte de sus instalaciones y procesos hayan devenido en obsolescencia y sean focos significativos de emisión de contaminantes."*

En las supervisiones especiales llevadas a cabo del 27 al 29 de enero del 2016 y del 06 al 11 de febrero del 2016, se verificó que en la progresiva 440+781 del Tramo II, así como en la progresiva 206+031 del Ramal Norte, ambos del Oleoducto Norperuano operado por la empresa Petroperú, se produjeron derrames de petróleo crudo

---

18 El PAMA fue aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas mediante Oficio N° 136-95-EM/DGH del 19 de junio de 1995.

19 Informe N° 003-2003-EM-DGAA/OAR del 8 de marzo del 2003, emitido por la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas.

20 Al respecto, consultar la Resolución Directoral N° 844-2015-OEFA/DFSAI, *a.c.* 11.

Link a la RD 012-2016-OEFA/DS
http://www.oefa.gob.pe/wp-content/uploads/2019/03/RESOLUCION-N%C2%B0012-2016-DS.pdf

5. OSINERGMIN ha informado el estado actual del mantenimiento del Oleoducto Norperuano

En agosto del año 2021, como IDL, preguntamos una vez más a Osinergmin por los distintos mantenimientos que habría realizado Petróleos del Perú - Petroperú S.A. (en adelante, Petroperú)**, a lo cual la respuesta que obtuvimos es que Petroperú no ha hecho mantenimiento integral y completo al Oleoducto Norperuano**, tal como podemos observar en el informe completo, consignado en el enlace siguiente: https://bit.ly/3438bXr



Otros Destinatarios
C/c:

INFORME

Lima, 13 de octubre del 2021 Expediente 202100184224

1403-2021-OS-DSHL

A	:	Gerencia de Administración y Finanzas
De	:	División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos
Asunto	:	Atención de Solicitud de Acceso a la Información Pública
Referencia	:	Solicitud ingresada con registro N° 202100184224

Lo que le preguntamos a OSINERGMIN fue lo siguiente:

2. ANTECEDENTES

2.1 A través del escrito de la referencia, ingresado con fecha 16 de agosto de 2021, el ciudadano JUAN CARLOS RUIZ MOLLEDA, identificado con Documento Nacional de Identidad (DNI) N° 07749253 solicita:

2.1.1. *Relación de derrames de petróleo en Oleoducto Norperuano desde su construcción a la fecha, identificando lugar, cantidad de barriles derramados y causas de estos.*

2.1.2. *Estadísticas sobre las causas de cada uno de derrames de petróleo en Oleoducto Norperuano desde su construcción*

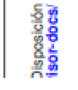
2.1.3. *Plan de mantenimiento de Oleoducto Norperuano entregado por Petroperú y nivel de cumplimiento por parte de Petroperú de este plan*

2.1.4. *Identificación de lugares donde Petroperú hizo mantenimiento en Oleoducto Norperuano los últimos 20 años y, localidades de Cuninico, Morona y Chiriaco, donde hubo derrames.*

2.1.5. *Relación de sanciones impuestas por OSINERGMIN a Petroperú por derrames ocurridos en Oleoducto Norperuano*

2.1.6. *Cumplimiento por parte de Petroperú por cada sanción impuestas por OSINERGMIN por derrames de petróleo.*

2.1.7. *Relación de recursos impugnatorios presentados por Petroperú contra cada una las sanciones impuestas*



2.1.8. *Relación de medidas y acciones tomadas por OSINERGMIN ante los sistemáticos derrames de petróleo*

Como podemos apreciar en las siguiente capturas de pantalla, ha habido un cumplimiento parcial o un incumplimiento de la obligación de Petroperú de dar mantenimiento integral del Oleoducto Norperuano.

Link a respuesta de Osinergmin: https://bit.ly/3438bXr

Petroperú contra cada una las sanciones impuestas, respectivamente. En el **Anexo 2** del presente informe, se indican las multas impuestas a **Petroperú** por derrames en el **ONP**, el estado de las mismas y los recursos impugnatorios que fueron presentados por la empresa.

4.6. Al respecto de la información solicitada: **Relación de medidas y acciones tomadas por OSINERGMIN ante los sistemáticos derrames de petróleo**, tal como se indica en el **numeral 2.1.8** del presente informe.

4.6.1. Cabe mencionar que, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (**OSINERGMIN**); de conformidad con las normas técnicas y de seguridad bajo su competencia, y con la finalidad de contar con la confiabilidad y operatividad óptima para el normal funcionamiento del **ONP**; le ha impuesto a **Petroperú**, a lo largo de los años, distintos mandatos aplicables a los 3 tramos del oleoducto.

4.6.1.1. TRAMO I

- Mediante Resolución **N° 1242-2015-OS-GFHL**, de fecha 17 de febrero del 2015, se impuso como mandato a **Petroperú**:

a. Restringir el uso del Tramo I del Oleoducto Norperuano, hasta que la operadora:

i) Complete el proceso de inspección interna del Tramo I del oleoducto mediante raspatubo inteligente con la finalidad de contar con información actual y confiable sobre el estado mecánico del ducto. Entiéndase como parte del proceso de inspección interna, las siguientes etapas:

- Paso de placas calibradoras por el interior del ducto.
- Corrida con equipos de limpieza: incluye el lanzamiento de raspatubos de limpieza equipados con cepillos e imanes.
- Inspección con raspatubo de verificación geométrica.
- Inspección por MFL (Magnetic Flux Leakage) con raspatubo inteligente.

En ese sentido, **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** deberá restringir el uso del Tramo I del Oleoducto Norperuano al bombeo sólo de la cantidad de fluido mínima necesaria para poder llevar a cabo el proceso de inspección interna del oleoducto, pudiendo llevar a cabo dicha operación como máximo a las condiciones de operación indicadas en su carta **N° OLEO-613-2014** (04 de agosto del 2014), según el cuadro siguiente:

Estación	Presiones Vigentes al 30.06.2014		Presiones Ajustadas a partir del 01.07.2014	
	Succión Kg/cm2	Descarga Kg/cm2	Succión Kg/cm2	Descarga Kg/cm2
Tramo I				
1	--	54.8	--	44.7
5	5.0	--	5.0	--

Dicha restricción se mantendrá hasta que el proceso de inspección interna del Tramo I del Oleoducto Norperuano se haya concluido y se tenga los resultados preliminares de dicha inspección.

Tanto el inicio de cada etapa del proceso de inspección interna del Tramo I del **ONP**, al ingreso de la respectiva herramienta al interior del ducto en la Estación N° 1, como la salida de dicha herramienta en la Estación N° 5, deberá ser documentado mediante el levantamiento de un acta con la participación de la empresa **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** y un representante de **OSINERGMIN**.

b. Entregar, al final del proceso de inspección interna, los resultados preliminares de la inspección interna, elaborados por la empresa inspectora.

c. Entregar, al final del proceso de inspección interna, los registros del sistema de control operativo donde se muestren los parámetros de operación registrados durante todo el periodo de tiempo que haya durado la inspección.

ESTADO: CUMPLIDO

- Mediante Resolución **N° 2609-2016-OS/DSHL**, de fecha 29 de febrero del 2016, se impuso como mandato a **Petroperú**:

a. Suspender la operación del Tramo I del **ONP**, hasta que se reparen las anomalías con profundidad de pit de corrosión interna y externa, en estado crítico y que, representan mayor riesgo de conformidad con la Norma ASME B31. G.

b. Luego de reparadas las anomalías en estado crítico, restringir el uso del Tramo I del **ONP** para el bombeo de petróleo crudo con presión de operación máximo a las condiciones de operación indicadas en su carta **N° OLEO-613-2014** (04 de agosto del 2014), de 54.8 kg/cm2 a 44.7 kg/cm2, asimismo que **Petroperú** deberá:

i) Presentar el sustento técnico relativo a las condiciones de operación del Tramo I del **ONP**, hasta la culminación de las actividades del Programa y Cronograma de Trabajo.

ii) Presentar a **OSINERGMIN** el Programa y Cronograma de Trabajo de las acciones correctivas para la eliminación de las anomalías no indicadas en el punto a) del presente artículo, detectadas en el Tramo I del **ONP** de acuerdo a los resultados del raspatubos inteligente, señalados en los informes preliminares correspondientes; debiendo contener dicho Programa y Cronograma de Trabajo hitos verificables.

iii) Proponer acciones de ejecución inmediata para que se mitiguen los riesgos y que garanticen la operatividad del ducto sin que se presenten emergencias.

c. Los trabajos de reparación a realizarse, en el Tramo I del **ONP**, deberán realizarse con estricto cumplimiento de los procedimientos establecidos en el Manual de Mantenimiento y el Estudio de Riesgos del **ONP** vigentes.

Las medidas señaladas se mantendrán hasta que la empresa **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** acredite que el Tramo I del **ONP** cumpla con los requerimientos de

seguridad dispuestos en el Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

ESTADO: CUMPLIDO PARCIALMENTE, ver siguiente apartado.

- Mediante Resolución **N° 12820-2017**, de fecha 13 de septiembre del 2017, se dispuso lo siguiente:

  1) **DAR POR CUMPLIDO** por parte de **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.**, el extremo del Mandato dispuesto en el literal a) del artículo 1° de la Resolución de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos N° **2609-2016-OS/DSHL**.

  2) **DAR POR CUMPLIDOS** por parte de **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.**, los extremos del Mandato establecidos en los ítems i) y iii) del literal b) del artículo 1° de la Resolución de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos **N° 2609-2016-OS/DSHL**; quedando pendiente de cumplimiento la acción dispuesta en el ítem ii) del literal b) del referido artículo.

  3) **PRECISAR** que, en virtud de lo anterior, **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.** podrá hacer uso del Tramo I del Oleoducto Norperuano sin sobrepasar la presión de 44.7 kg/cm2 en la Estación N° 1, conforme a lo establecido en el literal b) del artículo 1° de la Resolución de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos **N° 2609-2016-OS/DSHL**, para lo cual deberá establecer una secuencia para el incremento gradual de la presión del sistema de bombeo en la Estación N° 1, de tal forma que la presión ejercida sea la mínima necesaria para transportar hidrocarburos hasta la Estación N° 5.

     Esta medida deberá mantenerse hasta que **Petroperú** acredite que el Tramo I del **ONP** cumpla con los requerimientos de seguridad dispuestos en el Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, según lo establece el último párrafo del artículo 1° de la Resolución de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos **N° 2609-2016-OS/DSHL**.

  4) **REQUERIR** a **Petróleos del Perú – Petroperú S.A.** presentar a **OSINERGMIN** un procedimiento que describa la secuencia de uso del Tramo I del **ONP**, en un plazo no menor de cinco (5) días hábiles anteriores a la fecha que se programe dar inicio al uso de dicho tramo.

  5) **MANTENER** vigente lo dispuesto en el literal c) del artículo 1° y en el artículo 3° de la Resolución de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos **N° 2609-2016-OS/DSHL**.

ESTADO: PENDIENTE

- Mediante Resolución **N° 16098-2017-OS/DSHL**, de fecha 23 de noviembre del 2017, se impuso como mandato a **Petroperú**:

  a. Realizar una nueva inspección interna que incluya el pase de raspatubos instrumentados que registren, como mínimo, del posicionamiento del ducto (navegación inercial), anomalías en la geometría del ducto (inspección

geométrica) y anomalías asociadas a pérdida de espesor de pared (MFL u otra tecnología similar), en el sector comprendido entre la Estación N° 1 y la Estación N° 5; remitiendo a **OSINERGMIN** el Reporte Preliminar y Reporte Final del proceso de inspección interna, **en un plazo que no exceda al 31 de diciembre de 2018.**

b. En caso de incumplimiento del plazo indicado en el literal anterior, **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** debe restringir el uso de Tramo I del Oleoducto Norperuano a lo estrictamente necesario para culminar el proceso de inspección interna. Dicha restricción se mantendrá hasta que se remita el Reporte Final señalado en el literal a) y **OSINERGMIN** emita la conformidad correspondiente.

ESTADO: MODIFICADO, ver siguiente apartado.

- Mediante Resolución **N° 15231-2018-OS/DSHL**, de fecha 31 de diciembre del 2018, se dispuso lo siguiente:

a. Se aprueba el Cronograma **N° 1-5100-12773**, presentado por **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** mediante Carta **N° GOLE-SONP-363-2018**, con los hitos fijados en el mismo, los cuales servirán para la verificación de su cumplimiento, por parte de **OSINERGMIN**.

b. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** deberá presentar los Informes Preliminares y Finales de cada pase de herramienta, de acuerdo a:

INFORME	FECHA DE ELABORACION DEL INFORME PRELIMINAR SEGÚN CRONOGRAMA (*)	FECHA DE PRESENTACIÓN DEL INFORME PRELIMINAR A OSINERGMIN	FECHA DE ELABORACION DEL INFORME FINAL SEGÚN CRONOGRAMA (*)	FECHA DE PRESENTACIÓN DEL INFORME FINAL A OSINERGMIN
Geométrico	16/08/2019	15/09/2019	15/09/2019	27/10/2019
MFL Ultra + Inercial	13/02/2020	14/03/2020	20/04/2020	1/06/2020
Movimiento de tuberías y esfuerzo de deformación			20/05/2020	1/07/2020
Ultrasonido de detección de grietas	14/03/2020	13/04/2020	20/05/2020	1/07/2020
Final con Integración de Resultados			4/07/2020	17/08/2020

(*) Según Cronograma presentado por Petroperú

c. Se amplía el plazo para cumplir con las actividades del Cronograma para la inspección interna del Tramo I del Oleoducto Norperuano, en el sector comprendido entre la Estación N° 1 y la Estación N° 5, hasta el día **17 de agosto de 2020**, fecha en la cual **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** deberá haber presentado al **OSINERGMIN** el Informe Final de la mencionada Inspección interna, el que debe incluir la integración de los resultados del pase de cada una de las herramientas utilizadas.

d. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** deberá presentar al **OSINERGMIN**, reportes de avance mensuales de las actividades de inspección. Asimismo, para cada actividad de lanzamiento y recepción de las herramientas inteligentes

(Calibración/placas, Inspección geométrica, Inspección MFL + Módulo inercial, Inspección ultrasonido de detección grietas) deberá estar presente un representante de **OSINERGMIN**, quedando registradas las actividades en actas conjuntas firmadas por ambas partes.

e. Únicamente, si por razones excepcionales **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** no pudiera cumplir con el plazo indicado en el literal c), el Operador deberá solicitar a **OSINERGMIN** la respectiva extensión del plazo, para lo cual deberá presentar, adjunto a su solicitud, el estudio técnico sustentatorio que lo justifique y las acciones concretas que permitan completar las actividades en el menor tiempo.

f. Se precisa que se mantienen vigentes las condiciones de presión de operación máxima de 44 Kg/cm2 en la Estación N° 1, de acuerdo a la Resolución **N° 2609-2016-OS/DSHL** y **N° 12820-2017-OS/DSHL**; asimismo, las medidas señaladas en los literales precedentes serán de aplicación a partir de la notificación del presente Mandato.

ESTADO: INCUMPLIDO, (modificado por el Mandato de la Resolución 121-2020-OS-DSHL), ver siguiente apartado.

- Mediante Resolución **N° 121-2020-OS-DSHL**, de fecha 20 de octubre del 2020, se impuso como mandato a **Petroperú**:

a. **Aprobar el Cronograma para la inspección interna de los Tramos I y II del Oleoducto Norperuano**, con los hitos señalados en las Tablas 1, 2, 3 y 4, según lo precisado en el numeral 4.7 del Informe **N° 908-2020-OS-DSHL-USTD** de fecha 6 de octubre de 2020, los cuales servirán para que **OSINERGMIN** verifique su cumplimiento.

En consecuencia, **se aprueba el plazo hasta el día 30 de junio de 2022**, para cumplir con las actividades del citado Cronograma. A esa fecha deben haberse culminado las actividades de campo y gabinete, lo cual incluye la presentación a **OSINERGMIN**, de los Informes Finales de las corridas ILI y la clasificación de todas las anomalías detectadas según los tiempos de atención/priorización indicados en el API 1160 (Última Edición, a esa fecha).

Cabe precisar que, previo al inicio de sus operaciones, **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.**, deberá acreditar que, para la detección de perdida de espesor y para la detección de grietas, hará uso de la tecnología señalada en su Carta **N° JCGO-533-2018**.

En caso **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** no cumpla con los hitos indicados, **OSINERGMIN** podrá restringir el uso del Tramo respectivo del Oleoducto Norperuano a lo estrictamente necesario para culminar el hito no cumplido.

b. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** presentará a **OSINERGMIN**, como máximo al quinto día hábil de cada mes, reportes de avance mensuales de las actividades de inspección. En caso de incumplimiento del plazo deberá presentar la justificación que corresponda.

c. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** efectuará las actividades de lanzamiento y recepción de las herramientas inteligentes (Calibración/placas, Inspección geométrica, Inspección MFL + Módulo inercial, Inspección ultrasonido de detección grietas), con la participación de un representante de **OSINERGMIN**. Las actividades se registrarán en actas, las cuales serán suscritas por ambas partes.

d. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** presentará a **OSINERGMIN** un Informe Final, por cada etapa/tecnología de inspección (geométrico, o MFL + Inercial, o Ultrasonido Axial, o Ultrasonido circunferencial), con la clasificación de todas las anomalías detectadas (bajo la norma API 1160, Última Edición), integrando la información obtenida de las herramientas previamente corridas en el mismo sector.

En caso que no se presente el Informe Final en los términos señalados en el párrafo precedente, se podrá disponer la suspensión temporal del bombeo, hasta que levante las observaciones que pudieran detectarse.

e. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** ejecutará complementariamente una evaluación alternativa de integridad del ducto en paralelo a la nueva inspección ILI del Tramo I y Tramo II, observando lo siguiente:

- Cumplir con el API 1160-2019, Última Edición.
- Aplicada específicamente para cada segmento considerado.
- Considerar las amenazas que afecten a los diferentes segmentos.
- Contar con la justificación técnica respectiva.
- Presentar una programación tentativa de ejecución.
- Culminar (informes preliminares y finales) hasta el 30.06.2022.

f. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** deberá mantener en todo momento condiciones de presión de operación máxima de 44.7 Kg/cm2 en la Estación N° 1. Asimismo, presentará a **OSINERGMIN** un reporte semanal de las presiones de bombeo de salida y de recepción de cada una de las Estaciones comprometidas en las operaciones realizadas, incluyendo información de los raspatubos separadores o de limpieza que puedan haber sido utilizados en cada periodo.

Tal reporte semanal deberá hacerse llegar el primer día de cada semana, a partir de la semana siguiente de notificada la presente Resolución.

g. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.**, deberá realizar patrullajes terrestres durante las operaciones de bombeo. En ese sentido, presentará a **OSINERGMIN** los reportes de los patrullajes terrestres con sus resultados, el primer día de cada semana a partir de la semana siguiente de notificada la presente Resolución.

h. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.**, deberá realizar monitoreos periódicos de las dosificaciones de los biocidas e inhibidores de corrosión que sustenten que las dosificaciones empleadas sean las adecuadas para disminuir o mantener la velocidad de corrosión del ducto dentro de las especificaciones de la Norma NACE

SP 0775 (versión vigente) y el conteo de bacterias, debiendo entregar mensualmente un informe técnico con los resultados de los monitoreos realizados y que contengan como mínimo los requerimientos del artículo 68 del Anexo I del Reglamento aprobado por Decreto Supremo Nº 081-2007-EM.

Tal monitoreo deberá ser presentado el primer día hábil de cada mes, a partir del siguiente mes de notificada de la presente Resolución.

3) **DAR POR ACEPTADA** la solicitud de **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.**, presentada en la Carta **N° GDOL-5303-2020** recibida el 25 de agosto de 2020, y consecuentemente, permitir el bombeo del Tramo I y Tramo II para garantizar las condiciones óptimas del Oleoducto Norperuano.

ESTADO: PENDIENTE

4.6.1.2. TRAMO II

- Mediante Resolución N° **2073-2016-OS/DSHL**, de fecha 16 de febrero del 2016, se impuso como mandato a **Petroperú**:

A. Dentro de un plazo máximo de cuarenta y ocho (48) horas:

1. Entregar el informe preliminar de resultados de las pruebas realizadas con el raspatubos inteligente (ILI) en los 548 km del Tramo II del Oleoducto Norperuano.

2. Presentar un informe que explique las causas que generaron el incidente ocurrido el 25 de enero de 2016 en el Tramo II del Oleoducto Norperuano, así como el cronograma de reparación definitiva del tramo afectado.

B. Dentro de un plazo máximo de cinco (5) días hábiles:

1. Presentar las medidas de mitigación y control para prevenir nuevas fallas del Oleoducto Norperuano y operar sin incidentes, garantizando la seguridad de las personas y de las instalaciones; incluyendo las nuevas condiciones de operación, presiones de bombeo y volúmenes a desplazar.

2. Presentar las medidas de contingencia adicionales que han implementado para actuar en caso se produzca un nuevo evento de derrame de crudo; indicando en cuanto variará la frecuencia de inspección del derecho de vía y la tubería para la detección temprana de posibles futuras fallas.

3. Presentar el Plan de Acción Preliminar en el Tramo II del Oleoducto Norperuano de acuerdo a los resultados del raspatubos inteligente (ILI).

ESTADO: CUMPLIDO (Modificado por Mandato de la Resolución 2698-2016-OS/DSHL) ver siguiente apartado.

- Mediante Resolución **N° 2698-2016-OS/DSHL**, de fecha 02 de marzo del 2016, se impuso como mandato a **Petroperú**:

a. Realizar la reparación inmediata de las tres (3) anomalías consideradas como puntos críticos, que representan mayor riesgo por el espesor de pared de tubería de conformidad con la Norma ASME B31. G.

b. Restringir el uso del Tramo II del **ONP** a lo estrictamente necesario para completar el proceso de inspección interna del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, dispuesto por Mandato contenido en el artículo 1° de la Resolución de Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos **N° 1917-2016-OS/GFHL** de fecha 12 de febrero de 2016; dicha restricción se mantendrá hasta la culminación de la reparación dispuesta en el punto a) del presente artículo.

c. Dentro de un plazo máximo de cinco (5) días hábiles:

i) Presentar el Programa y Cronograma de Trabajo de las acciones correctivas para la eliminación de las anomalías no indicadas en el punto a) del presente artículo, detectadas en el Tramo II del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a los resultados del raspatubos inteligente, señalados en los informes preliminares correspondientes; debiendo contener dicho Programa y Cronograma de Trabajo hitos verificables.

ii) Presentar el cronograma de actividades a realizar en la zona de falla del siniestro, y del resto del Tramo II, con la finalidad de acondicionar y controlar la erosión del terreno en las zonas críticas; así como la distensión de la tubería.

iii) Completar el cronograma de reparación definitiva del tramo afectado de la tubería, señalando las fechas para realizar las actividades faltantes.

d. Los trabajos de reparación a realizarse en el Tramo II del Oleoducto Norperuano, deberán realizarse con estricto cumplimiento de los procedimientos establecidos en el Manual de Mantenimiento y el Estudio de Riesgos del **ONP** vigentes.

ESTADO: VIGENTE

- Mediante Resolución **N° 11956-2017-OS/DSHL**, de fecha 25 de agosto del 2017, se impuso como mandato a **Petroperú**:

a. Realice una nueva inspección interna que incluya el pase de raspatubos instrumentados que registren, como mínimo, del posicionamiento del ducto (navegación inercial), anomalías en la geometría del ducto (inspección geométrica) y anomalías asociadas a pérdida de espesor de pared (MFL u otra tecnología similar), en el sector comprendido entre la Estación N° 9 **ONP** al Terminal Bayóvar, remitiendo a **OSINERGMIN** el Reporte Preliminar y Reporte Final del proceso de inspección interna, **en un plazo que no exceda al 31 de diciembre de 2018**.

b. En caso de incumplimiento del plazo indicado en el literal anterior, **Petroperú S.A.** debe restringir el uso de Tramo II del Oleoducto Norperuano a lo estrictamente necesario para culminar el proceso de inspección interna. Dicha restricción se mantendrá hasta que se remita el Reporte Final señalado en el literal a) y **OSINERGMIN** emita la conformidad correspondiente.

ESTADO: MODIFICADO, (Mandato de la Resolución 15230.-2018-OS/DSHL), ver siguiente apartado.

- Mediante Resolución **N° 15230-2018-OS/DSHL**, de fecha 31 de diciembre del 2018, se dispuso lo siguiente:

  a. Se aprueba el Cronograma **N° 1-5100-12773**, presentado por **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** mediante Carta **N° GOLE-SONP-363-2018**, con los hitos fijados en el mismo, los cuales servirán para la verificación de su cumplimiento por parte de **OSINERGMIN**.

  b. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** deberá presentar los Informes Preliminares y Finales de cada pase de herramienta, de acuerdo al cronograma siguiente:

INFORME	FECHA DE ELABORACION DEL INFORME PRELIMINAR SEGÚN CRONOGRAMA (*)	FECHA DE PRESENTACIÓN DEL INFORME PRELIMINAR A OSINERGMIN	FECHA DE ELABORACION DEL INFORME FINAL SEGÚN CRONOGRAMA (*)	FECHA DE PRESENTACIÓN DEL INFORME FINAL A OSINERGMIN
Geométrico				
Estación 9 - T. Bayóvar	26/07/2019	25/08/2019	25/08/2019	6/10/2019
Estación 5 - Estación 7	1/09/2019	1/10/2019	1/10/2019	12/11/2019
Estación 7 - Estación 9	3/10/2019	2/11/2019	2/11/2019	14/12/2019
MFL Ultra + Inercial				
Estación 9 - T. Bayóvar	28/12/2019	27/01/2020	4/03/2020	15/04/2020
Movimiento de tuberías y esfuerzo de deformación			3/04/2020	15/05/2020
Estación 5 - Estación 7	1/02/2020	2/03/2020	8/04/2020	20/05/2020
Movimiento de tuberías y esfuerzo de deformación			8/05/2020	19/06/2020
Estación 7 - Estación 9	4/03/2020	3/04/2020	10/05/2020	21/06/2020
Movimiento de tuberías y esfuerzo de deformación			9/06/2020	21/07/2020
Ultrasonido de detección de grietas				
Estación 9 - T. Bayóvar	27/01/2020	26/02/2020	3/04/2020	15/05/2020
Estación 5 - Estación 7	2/03/2020	1/04/2020	8/05/2020	19/06/2020
Estación 7 - Estación 9	3/04/2020	3/05/2020	9/06/2020	21/07/2020
Final con Integración de Resultados			**4/07/2020**	**17/08/2020**

(*) Según Cronograma presentado por Petroperú.

c. Se amplía el plazo para cumplir con las actividades del Cronograma para la inspección interna del Tramo II del **ONP**, el cual incluye el sector comprendido entre la Estación N° 9 y el Terminal Bayóvar (de acuerdo al Mandato), hasta el día **17 de agosto de 2020**, fecha en la cual **Petroperú** deberá haber presentado al **OSINERGMIN** el Informe Final de la mencionada Inspección interna, el que debe incluir la integración de los resultados del pase de cada una de las herramientas utilizadas.

d. **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** deberá presentar a **OSINERGMIN**, reportes de avance mensuales de las actividades de inspección. Asimismo, para cada actividad de lanzamiento y recepción de las herramientas inteligentes (Calibración/placas, Inspección geométrica, Inspección MFL + Módulo inercial, Inspección ultrasonido de detección grietas) deberá estar presente un representante de **OSINERGMIN**, quedando registradas las actividades en actas conjuntas firmadas por ambas partes.

e. Únicamente, si por razones excepcionales **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** no pudiera cumplir con el plazo indicado en el literal c), el Operador deberá solicitar a **OSINERGMIN** la respectiva extensión del plazo, para lo cual deberá presentar adjunto a su solicitud el estudio técnico sustentatorio que lo justifique y las acciones concretas que permitan completar las actividades en el menor tiempo.

f. Se precisa que las medidas señaladas en los literales precedentes serán de aplicación a partir de la notificación del presente Mandato.

ESTADO: INCUMPLIDO, (Modificado por Mandato de la Resolución 121-2020-OS-DSHL), ver siguiente apartado.

- Mediante Resolución **N° 121-2020-OS-DSHL** (detallada en el apartado correspondiente para el **TRAMO I**), de fecha 20 de octubre del 2020, se impuso un mandato a **Petroperú**, mediante el cual se busca establecer un cronograma de ejecución y fecha de vencimiento improrrogable de las acciones, que no han sido cumplidas, de los mandatos determinados mediante las Resoluciones de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos **N° 15231-2018-OS/DSHL** (que modificó la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos **N° 16098-2017-OS/DSHL**) y **N° 15230-2018-OS/DSHL** (que modificó la Resolución de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos **N° 11956-2017-OS/DSHL**).

ESTADO: PENDIENTE

4.6.1.3. TRAMO ORN

- Mediante Resolución **N° 1917-2016-OS-GFHL-OS/GFHL**, de fecha 12 de febrero del 2016, se impuso como mandato a **Petroperú**:

a. Restringir el uso del Ramal Norte del Oleoducto Norperuano, hasta que la operadora:

i) Complete el proceso de inspección interna del Ramal Norte del **ONP** mediante el Raspatubos Inteligente con la finalidad de contar con información actual y

confiable sobre el estado mecánico del ducto. Entiéndase como parte del proceso de inspección interna, las siguientes etapas:

- Paso de placas calibradoras por el interior del ducto.
- Corrida con equipos de limpieza: incluye el lanzamiento de raspatubos de limpieza equipados con cepillos e imanes.
- Inspección con raspatubos de verificación geométrica.
- Inspección con raspatubos de inspección por MFL (Magnetic Flux Leakage).

En ese sentido, **PETROPERÚ S.A**. deberá restringir el uso del Ramal Norte del **ONP** al bombeo sólo de la cantidad de fluido mínima necesaria para poder llevar a cabo el proceso de inspección interna del oleoducto, pudiendo llevar a cabo dicha operación, restringiendo las condiciones de operación al 80% de la presión de descarga actual, como máximo.

Dicha restricción se mantendrá hasta que el proceso de inspección interna ILI del Ramal Norte del **ONP** se haya concluido y se tenga los resultados preliminares de dicha inspección.

En cada etapa del proceso de inspección interna del Ramal Norte del **ONP**, tanto al ingreso de la respectiva herramienta al interior del ducto en la Estación de Andoas, como a la salida de la misma en la Estación N° 5, deberán ser documentados mediante el levantamiento de un acta con la participación de la empresa **PETROPERÚ S.A.** y un representante de **OSINERGMIN**.

ii) Entregue, al final del proceso de inspección interna con el ILI, los resultados de la inspección realizada al Ramal Norte del **ONP** elaborados por la empresa inspectora.

iii) Entregue, al final del proceso de inspección interna con el ILI, los registros del sistema de control operativo del Ramal Norte del **ONP**, donde se muestren los parámetros de operación registrados durante todo el periodo de tiempo que haya durado la inspección.

b. Presente el sustento técnico con las nuevas condiciones de operación del Ramal Norte del **ONP**, así como el cronograma de trabajo para completar la reparación definitiva del tramo afectado, como consecuencia del último derrame ocurrido el 03 de febrero de 2016; complementado con el informe de análisis de falla de una muestra representativa de dicho tramo, el cual deberá ser emitido por un laboratorio o entidad particular de reconocido prestigio, con la finalidad de determinar sus causas y minimizar la posibilidad de una recurrencia.

c. Implemente las medidas de mitigación y control necesarias para prevenir nuevas fallas del Ramal Norte del **ONP**, y pueda operar sin incidentes, garantizando la seguridad de las personas, las instalaciones y el medio ambiente.

d. Cumpla con el programa y cronograma de acciones de mantenimiento y reparación general del Ramal Norte del **ONP**, detallando los trabajos de revisión y evaluación del sistema de detección de fugas del citado tramo.

Las medidas señaladas serán de aplicación a partir de la notificación del presente Mandato. Asimismo, dicha restricción se mantendrá hasta que la empresa **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** acredite que el Ramal Norte del Oleoducto Norperuano cumpla con los requerimientos de seguridad dispuestos en el Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ducto aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

ESTADO: VIGENTE

- Mediante Resolución **N° 144-2019-OS-DSHL-USTD**, de fecha 05 de agosto del 2019, se impuso como mandato a **Petroperú**:

  a. **PRESENTAR** a la Unidad de Supervisión de Transporte Marítimo y Ductos de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de **OSINERGMIN**, en un plazo de cinco (05) días hábiles, a partir de la entrada en vigencia del presente Mandato, una relación de todas las anomalías detectadas y su clasificación para la reparación respectiva, de acuerdo con la norma API 1160-2013 sección 8.3.3.

  b. **PRESENTAR** a la Unidad de Supervisión de Transporte Marítimo y Ductos de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de **OSINERGMIN**, en un plazo de diez (10) días hábiles, a partir de la entrada en vigencia del presente Mandato, un programa de reparaciones estableciendo plazos de cumplimiento verificables.

  c. **ELABORAR** un programa de inspección para las abolladuras y arrugas que no cumplan con las reglas de priorización de la norma API 1160-2013, de acuerdo con lo establecido en el numeral 451.6.2.4 de la norma ASME B31.4-2016, el cual deberá ser presentado a la Unidad de Supervisión de Transporte Marítimo y Ductos de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos, en un plazo de diez (10) días hábiles, a partir de la entrada en vigencia del presente Mandato, para la aprobación de **OSINERGMIN**.

  d. En tanto no complete las reparaciones de las anomalías consideradas como inmediatas, de acuerdo a lo señalado en la tabla 4, **Petroperú** deberá PRESENTAR a la Unidad de Supervisión de Transporte Marítimo y Ductos de la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de **OSINERGMIN**, en un plazo de veinte (20) días hábiles, un estudio técnico que defina, de ser necesario, una nueva disminución de la presión de bombeo, como mitigación temporal, o, alternativamente, suspender el bombeo según lo indicado en la sección 8.3.3 Immediate Response Conditions de API 1160, y CFR 195.452 (h)(4)(i): (4) Special requirements for scheduling remediation.

Las medidas señaladas serán de aplicación a partir de la notificación del presente Mandato. Asimismo, se mantendrán hasta que la empresa **PETRÓLEOS DEL PERÚ – PETROPERÚ S.A.** acredite que el Ramal Norte del Oleoducto Norperuano cumpla con los requerimientos de seguridad dispuestos en el Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM.

ESTADO: VIGENTE

4.6.2. Por otro lado, **OSINERGMIN** dispone de personal especializado que viene supervisando que las actividades que realiza **Petroperú**, sean las que exige la normativa vigente del sector. Asimismo, el personal mencionado también viene realizando las labores de investigación que determinan las causas de los incidentes ocurridos.

4.6.2.1. SUPERVISIÓN ESPECIALIZADA

a. Reparación de anomalías

b. Condiciones geotécnicas del trazo del ducto

c. Sistemas de protección contra la corrosión

d. Evaluación de la información obtenida mediante raspatubos inteligentes

e. Análisis de Falla

f. Soldadura

g. Gestión de Integridad

4.6.3. Actualmente, **OSINERGMIN** viene supervisando el cumplimiento de los mandatos dictados.

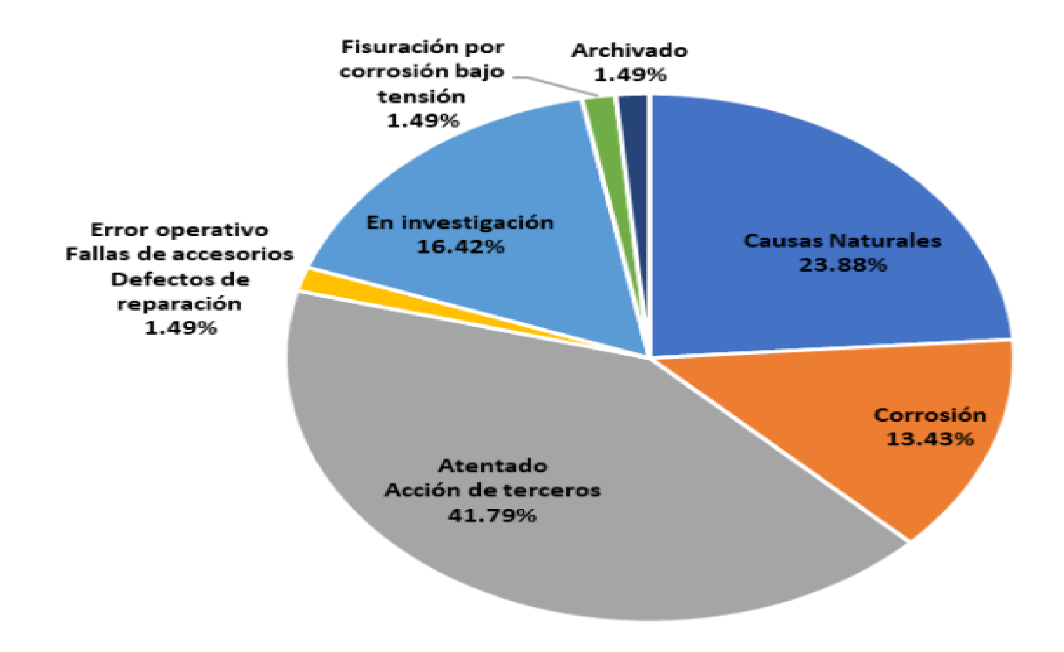
Del informe de Osinergmin, tenemos que en el Tramo I, mediante las resoluciones N° 1242-2015-OS-GFHL, N° 2609-2016-OS/DSHL, N° 12820-2017, N° 16098-2017-OS/DSHL, N° 15231-2018-OS/DSHL, N° 121-2020-OS-DSHL, se le impuso como mandato a Petroperú a que pueda cumplir efectivamente lo impuesto en las Resoluciones de División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos, de los cuales solo ha podido cumplir con una de estas resoluciones, e incumplió o está pendiente por realizarse hasta la fecha las demás.

Con respecto al Tramo II, mediante las resoluciones N° 2073-2016-OS/DSHL, N° 2698-2016-OS/DSHL, N° 11956-2017-OS/DSHL, N° 15230-2018-OS/DSHL, N° 121-2020-OS-DSHL, se tiene como pendiente, en vigencia, incumplido o en modificación lo que les exigió Osinergmin, lo que manifiesta claramente que no se ha cumplido, sobre todo, con el establecimiento de un cronograma de ejecución y fecha de vencimiento improrrogable de las acciones

Finalmente, en el TRAMO ORN, se tiene que mediante resoluciones N° 1917-2016-OS-GFHL-OS/GFHL y N° 144-2019-OS-DSHL-USTD, que estando en estado VIGENTE, se le pide que cumpla con el proceso de inspección técnica interna del oleoducto, para que pueda restringir las condiciones de operación al 80% de la presión de descarga actual, con la finalidad de que Petroperú acredite que el Ramal Norte del Oleoducto Norperuano cumpla con los requerimientos de seguridad dispuestos en el Anexo 1 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por DS N° 081-2007-EM.

6. ¿Cuántos de los derrames han sido causados por falta de mantenimiento por parte de Petroperú?

La respuesta de Osinergmin es que solo el 13.43% de los derrames ocurrieron por falta de mantenimiento. Sin embargo, esto no es tan cierto.



a. **OSINERGMIN miente cuando señala que derrames de Morona y Chiriaco son por causas naturales**

Las respuestas de OSINERGMIN no son fiables. Según esta, los derrames de Morona y Chiriaco ocurrieron por causas naturales, sin embargo, esto fue desmentido por la propia OEFA. Según la respuesta los derrames de Morona y Chiriaco ocurren por causas naturales. Es decir, sugieren que las causa son ajenas a Petroperú tal como se aprecia de la siguiente captura de pantalla.

29	2015	AMAZONAS	UCTUBAMBA	EL MILAGRO	Km. 516+408 - Tramo II	6-nov.-15	Corrosión	16 barriles
30	2016	AMAZONAS	UCTUBAMBA	IMAZA	Km. 440+781 - Tramo II	25-ene.-16	Causas Naturales	-
31	2016	LORETO	DATEM DE MARAÑON	MORONA	Km. 206+035 - ORN	3-feb.-16	Causas Naturales	-

Sin embargo, el OEFA ha establecido que estos derrames fueron consecuencia de la falta de mantenimiento del Oleoducto, mas no por causas naturales. Ver resolución de OEFA en los derrames de Morona y Chiriaco en los que encuentra responsabilidad de Petroperú por falta de mantenimiento del Oleoducto Norperuano.

Lin a la resolución
https://drive.google.com/file/d/1uI9hvoLaLLjh76VSe8g1bKHZgqd7HvYV/view

A continuación, las capturas de pantalla respectivas. Primero la de Morona:

418. Por lo expuesto, ha quedado acreditado que Petroperú incumplió lo establecido en el PAMA del ONP, al haberse detectado que no realizó las acciones de mantenimiento del ONP en el Kilómetro 206+035 del ORN, generando (i) daño potencial a la flora y fauna, (ii) daño real a la flora y fauna, (iii) daño potencial a la salud humana y (iv) daño real a la salud humana. Dichas conductas configuran las infracciones imputadas en el Numeral 1, 2, 3 y 4 de la Tabla 10 de la Resolución Subdirectoral 354-2019-OEFA/DFAI-SFEM que varió la Resolución Subdirectoral 2057-2018-OEFA/DFAI/SFEM[248], conforme al siguiente detalle:

En relación con el derrame de Chiriaco el OEFA precisa:

475. Por lo expuesto, ha quedado acreditado que Petroperú no adoptó las acciones inmediatas para controlar y minimizar los impactos negativos ocasionados por el derrame de petróleo crudo ocurrido el 25 de enero del 2016 en el Kilómetro 440+781 del Tramo III del Oleoducto Norperuano, de acuerdo a su Plan de Contingencias, generando (i) daño potencial a la flora y fauna, (ii) daño real a la flora y fauna, (iii) daño potencial a la salud humana y (iv) daño real a la salud humana. Dichas conductas configuran las infracciones imputadas en el Numeral 5, 6, 7 y 8 de la Tabla 9 de la Resolución Subdirectoral de Variación.

b. Segunda mentira de OSINERGMIN: Los derrames por causas naturales son responsabilidad de la petrolera

Tanto en el caso del derrame de Cuninico como en los de Chiriaco y Morona, OEFA reconoció y estableció la responsabilidad de Petroperú, pues argumentó que si la empresa hubiera dado mantenimiento al ducto, como por ley les correspondía y se comprometió a realizar, hubiera detectado estas causas naturales y se hubiera adelantado a la tragedia.

Lo explicamos con un ejemplo. Petroperú sabe que el ducto está en una zona de lluvias y de continuos deslizamientos. Si le hubieran dado mantenimiento y realizado inspecciones, la empresa hubiera advertido qué hay deslizamientos en la zona, y hubiera adoptado las medidas preventivas. **La consecuencia es evidente: los derrames por causas naturales también son por falta de mantenimiento**. A continuación, capturas de la pantalla de la resolución de OEFA en el caso del derrame de Morona y Chiriaco.

213. Dado que las condiciones ambientales de la zona cambian con el tiempo (geografía, el clima, entre otros), la protección externa (revestimiento, condiciones inseguras, etc.) de la tubería también puede presentar cambios, por lo que, las inspecciones visuales al DDV deben ser frecuentes. Sin embargo, y tal como se señaló en el acápite correspondiente a la ejecución de las medidas de mantenimiento contenidas en el PAMA del ONP, Petroperú no acreditó la ejecución de las inspecciones visuales en el DDV en el kilómetro 440+781 del Tramo II del ONP para los los años 2010, 2011, 2013, 2014 y 2015, y respecto del año 2012 Petroperú reconoce que no realizó la inspección y verificación física de DDV del Tramo II del ONP.

221. Por lo tanto, Petroperú no acreditó el cumplimiento de las inspecciones visuales al DDV en el km 440+781 Tramo II del ONP, que hubieran permitido advertir el deterioro del revestimiento, así como las condiciones externas de la zona.

231. En consecuencia, Petroperú no acreditó el cumplimiento del monitoreo de los potenciales de protección catódica en el km 440+781 del tramo II del ONP, lo que hubiera permitido advertir si el revestimiento estaba siendo afectado.

236. Por tanto, el administrado conocía de la situacion en el km 440+781 del Tramo II del ONP, por tanto, debió de realizar las inspecciones geométricas. No osbtante, Petroperú no ha logrado acreditar dichas inspecciones, que de haberlas hecho hubiera podido advertir tensiones en la tuberia que podían poner en riesgo a la integridad del ducto y a partir de ello realizar acciones correctivas.

237. En consecuencia, Petroperú no acreditó el cumplimiento de las inspecciones geométricas en el km 440+781 del tramo II del ONP, que hubieran podido advertir si la tubería se encontraba tensionada y realizar acciones para garantizar la integridad al ducto.

Link a resolución de OEFA en el caso del derrame de Cuninico donde establece responsabilidad de Petroperú por falta de mantenimiento
http://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=15555&fbclid=IwAR2RaX4OzzmPziwpyEPqr1-nb2sR4JBPVRiN0R-6nktpZTsaiDM-gcZ8Lc8

Link a resolución de OEFA en el caso de los derrames de Chiriaco y Morona donde establece responsabilidad de Petroperú por falta de mantenimiento
https://drive.google.com/file/d/1uI9hvoLaLLjh76VSe8g1bKHZgqd7HvYV/view?fbclid=IwAR3KbgbFt6R4gEaFSANEWDsCRAT3d_UAxCWEkXdg27VxQVST5aMVGLcmaKg

c. Sinceremos las cifras

Según las cifras de OSINERGMIN el 41.79% de los derrames es por atentado de terceros, es decir sabotaje, solo el 13.43 % de los derrames es por corrosión, el 23.88% son derrames por causas naturales, 1.49% es fisura por corrosión y 1.49% es un derrame por error operativo. No obstante, acabamos de ver que lo que denomina OSINERGMIN causas naturales es en realidad por responsabilidad de la empresa Petroperú, pues si hubiera hecho mantenimiento del Oleoducto Norperuano, hubiera advertido el deslizamiento de la tierra. En consecuencia, lo que OSINERGMIN denomina causas naturales es por responsabilidad de Petroperú.

Entonces, si sumamos los 13.43 % de los derrames por corrosión, el 23.88% por causas naturales, el 1.49% por fisura por corrosión y el 1.49% es un derrame por error operativo, vemos que suman 40.29%. Es decir, los derrames por causa imputable a la empresa son el 40.29%. **Es decir, el 40.29% de los derrames ocurridos en el oleoducto norperuano es consecuencia en última instancia de la falta de mantenimiento.**

7. Conclusiones

La conclusión es evidente. Primero Petroperú no ha cumplido con hacer un mantenimiento integral el oleoducto Norperuano. Si bien ha cumplido algunas obligaciones, no ha cumplido con realizar este mantenimiento. Es más, Petroperú ha reconocido que no ha realizado este mantenimiento por razones de austeridad, tal como lo recoge la R.D. 012-2016-OEFA.

Pero, además, las cifras de la OSINERGMIN no son confiables, pues por ejemplo en el caso del derrame de Morona y Chiriaco, mientras OSINERGMIN dice que es por causas naturales, OEFA dice que esto es por falta de mantenimiento del Oleoducto Norperuano. Es más, si sumamos los derrames atribuidos por OSINERGMIN a causas naturales a los atribuidos a corrosión, ya estos los derrames por error operativo y por fisura por corrosión, vemos que casi el 40% de los derrames es por causa de Petroperú.